



## **PUESTA EN MARCHA Y OPTIMIZACIÓN DE UNA PLANTA DE ENDULZAMIENTO DE GAS**

**Ricardo Olmedo – Pablo Trovarelli - Roberto Betancur**  
**Petrolera Santa Fe S.R.L.**

### **INTRODUCCIÓN**

En Abril de 1995 el Consorcio Operativo Chihuidos, con Petrolera Santa Fe S.R.L. como compañía operadora, inició las actividades de producción gasífera del Yacimiento Sierra Chata, en la Provincia de Neuquén. Un ajustado cronograma de importación de equipos, ejecución de obras, y la superposición de tareas en yacimiento y planta durante la puesta en marcha inicial permitieron la puesta en servicio con éxito de la Planta de Tratamiento (Ref. 1).

El inicio de la producción de gas natural incluyó la puesta en marcha de una Planta de Aminas, primera en la República Argentina en endulzar gas ácido conteniendo CO<sub>2</sub> proveniente de pozos productores. La planta de endulzamiento requirió tareas de precomisionamiento especiales, mientras que un plan sistemático de mejoras continuas fue aplicado con el fin de conseguir la optimización de la operación.

El contenido de CO<sub>2</sub> del gas crudo fue incrementándose paralelamente a la evolución del yacimiento y al ingreso de nuevos pozos productores, alcanzando en algunos casos valores de CO<sub>2</sub> muy altos, y debiendo optimizar la operación para cada condición. La experiencia de la puesta en marcha inicial resultó muy importante en las posteriores ampliaciones de planta, divididas en 5 (cinco) fases de montaje. Una de las ampliaciones incluyó la puesta en marcha de una segunda planta de aminas.

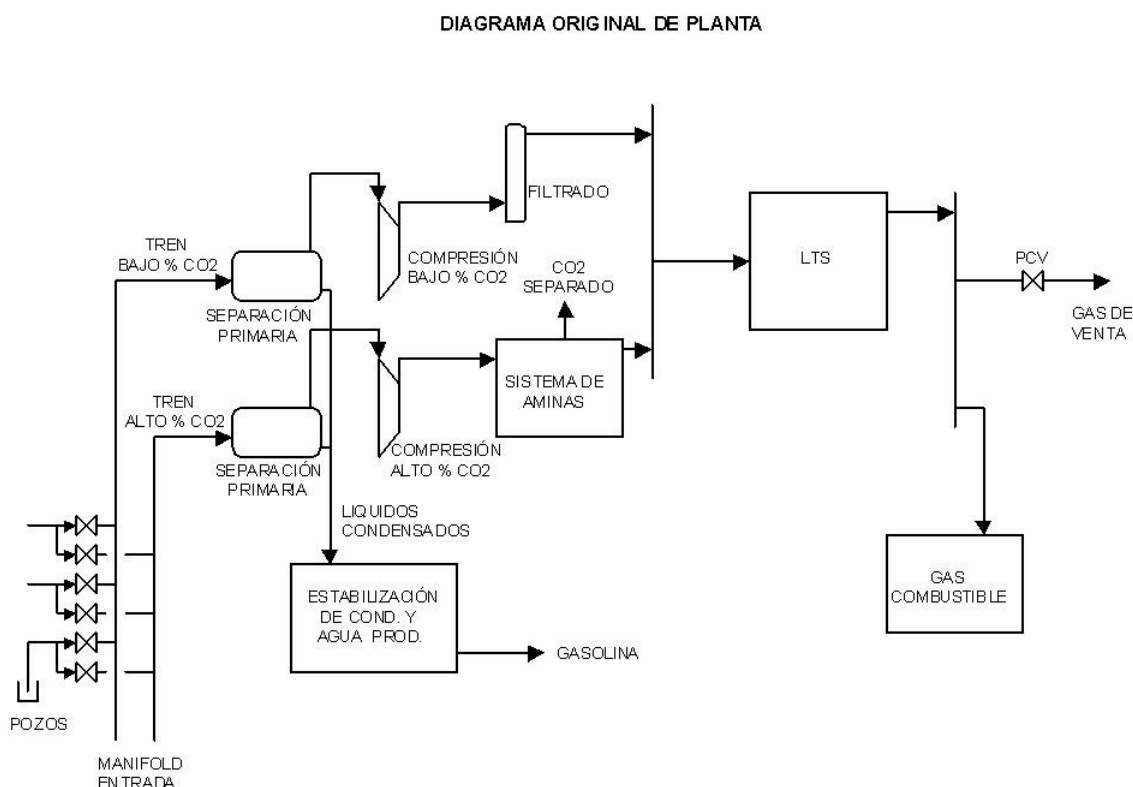
### **DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROCESO**

El procesamiento de gas en la Planta de Tratamiento Sierra Chata se realiza a través de los procesos de separación primaria, compresión, endulzamiento y ajuste de punto de rocío. La **Figura 1** esquematiza las etapas de proceso. Los pozos producen de la formación Mulichinco, ubicada entre 1700 y 1900 metros de profundidad con 6 (seis) niveles de arenas de interés. La capacidad de tratamiento según el diseño original es de 3.000.000 Std m<sup>3</sup>/d de gas natural (como se explicará más adelante, esta capacidad de tratamiento fue ampliada). Al comienzo de la explotación del yacimiento, la presión del gas proveniente de los pozos era de 1150 psi (7929 kPa) en el ingreso al manifold de entrada, razón por la cual la etapa de compresión no fue habilitada durante la puesta en marcha inicial de planta.

La separación primaria consiste en slug catchers, separadores de producción y coalescedores con elementos filtrantes de alta eficiencia.



Figura 1. Esquema de Etapas de Proceso



El endulzamiento en la planta de aminas se realiza mediante la absorción del gas ácido  $\text{CO}_2$  en una solución de Diglycolamine® (DGA® Agent) concentrada en un 55-60 % peso. La capacidad original de separación de  $\text{CO}_2$  de la planta de aminas es 214.000 Std m<sup>3</sup>/d. La torre Absorbedora contiene 12 (doce) etapas o platos de burbujeo. La presión de operación es de 1150 psi (7929 kPa) y la temperatura de ingreso del gas es de 90-110°F (305-316°K).

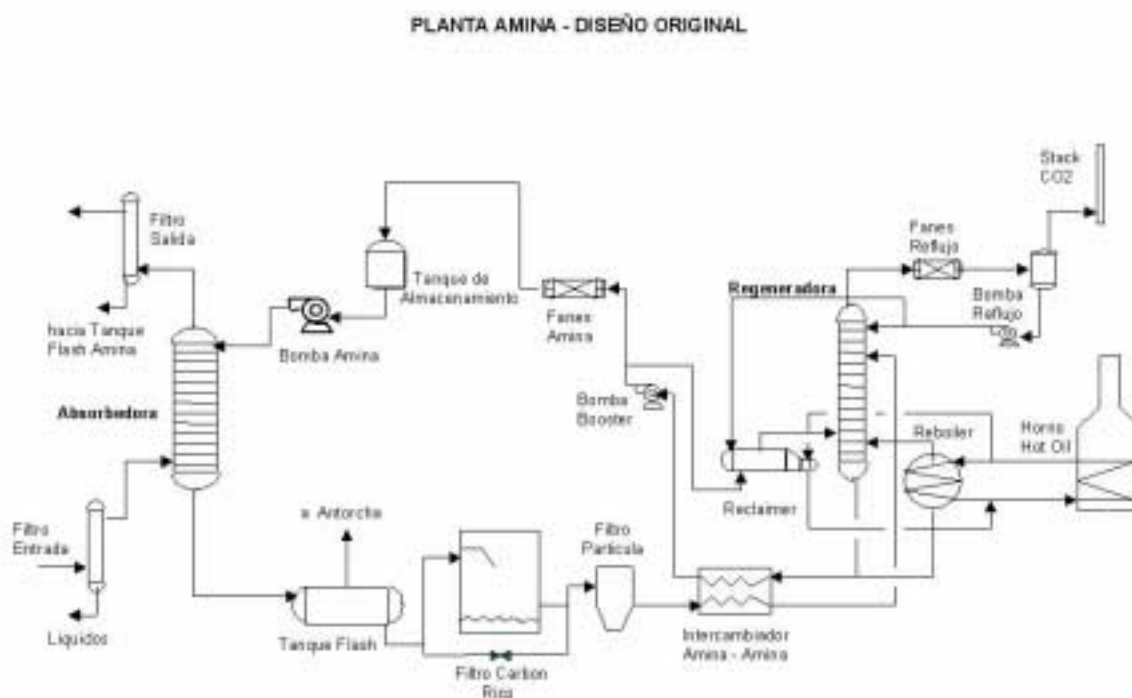
El gas endulzado sale por el tope de la torre Absorbedora, pasa por un filtro coalescedor que retiene la niebla de amina arrastrada por el gas, y se dirige al sistema LTS para ajuste del punto de rocío. El gas es enfriado hasta -30°C, separando hidrocarburos y agua, y cumpliendo con la especificación de venta de punto de rocío igual a -4°C @ 5500 kPa. La inyección de etilenglicol en los intercambiadores de calor del sistema LTS inhibe la formación de hidratos.

El gas es transportado en un gasoducto de 74 Km. hasta la planta de medición Tratayén, en donde es inyectado en los gasoductos troncales Neuba II y Centro-Oeste.

Un esquema de la planta de aminas según diseño original se muestra en la **Figura 2**. La purificación de la solución de amina se lleva a cabo en tres etapas: flasheo para remoción de hidrocarburos livianos, filtrado en lecho de carbón activado para adsorción de los hidrocarburos más pesados, y filtrado de partículas. Luego del precalentamiento en un intercambiador de calor, la solución circulante ingresa en la torre Regeneradora, en donde el  $\text{CO}_2$  es desorbido de la amina. La presión de regeneración es de 8-12 psig (55-83 kPa man.), con temperaturas de fondo de 260-265°F (400-403°K), y una relación de reflujo de 1.3 -1.5. Los platos #1 y #2 de la torre Regeneradora son utilizados como lavado de los vapores ascendentes con agua condensada que es refluja en el tope.

La amina pobre (despojada de  $\text{CO}_2$ ) es enfriada y bombeada nuevamente hacia la torre Absorbedora, comenzando un nuevo ciclo.

**Figura 2.** Diagrama de Flujo de Planta de Aminas según Diseño Original



## TAREAS PREVIAS A LA PUESTA EN MARCHA

Con el fin de evitar la presencia de sólidos post-montaje y contaminantes orgánicos, un cronograma de trabajos de limpieza se llevó a cabo en las líneas de conducción y en la planta de aminas.

**Líneas de Conducción.** Las pruebas hidráulicas se realizaron con agua filtrada. Posteriormente se hicieron barridos con aire, hasta asegurar limpieza de las cañerías en el manifold de entrada a planta.

**Planta de Aminas.** El programa de limpieza consistió en un lavado químico con

- bombeo de nitrógeno, barrido y prueba de estanqueidad
- lavado con soda cáustica al 5% peso en agua desionizada para desengrasar ( $\text{pH} = 14$ )
- neutralización con agua desionizada hasta  $\text{pH} = 7.5$
- lavado con una solución de DGA® al 18% peso en agua desionizada

Además del lavado químico, todos los equipos fueron inspeccionados y limpiados con cepillos y trapos. Se circuló con agua fría para prueba de instrumentación, y luego con agua caliente a  $122^\circ\text{F}$  ( $323^\circ\text{K}$ ) usando filtros y reclaimer para remoción de sólidos.



---

## EXPERIENCIA OPERATIVA Y OPTIMIZACIÓN

### Condiciones de Diseño

La generación de calor en la reacción de absorción de CO<sub>2</sub> con la DGA® Agent es igual a 850 BTU/lb CO<sub>2</sub> (472 kcal/kg CO<sub>2</sub>), con lo cual la temperatura que alcanza la corriente de amina rica que sale de la torre Absorbedora de Sierra Chata, supera los 200°F (366°K). Esta temperatura incide en los siguientes aspectos:

- Filtro Carbón Activado. Dado que la eficiencia de adsorción disminuye con el aumento de temperatura, la elección del tipo de lecho a utilizar es motivo de estudios especiales.
- Filtros de Partículas. Deben ser especificados con cierta resistencia a altas temperaturas.
- Intercambio Calórico. Debe considerarse el calor transferido en el intercambiador de calor Amina Pobre/Amina Rica, y en los enfriadores de amina.
- Corrosión. Altas temperaturas requieren de atención debido al flushing de CO<sub>2</sub>.

### Problemas y Plan de Acción

Los problemas típicos relacionados con plantas de aminas son: espuma, corrosión y productos de degradación, todos asociados con pérdida de producción, consumos elevados de amina y de energía. El programa de puesta en marcha y optimización tiene como finalidad conseguir una operación estable, eliminando los riesgos de formación de espuma en la planta de amina, minimizando la tasa de corrosión y optimizando el consumo de energía.

Los factores que inciden en la formación de espuma en las torres de contacto en la Planta de Amina de Sierra Chata son: hidrocarburos, agua de producción, sales, inhibidores de corrosión, partículas, productos de degradación. Una operación deficiente es también, directa o indirectamente, causante de desestabilizaciones del proceso.

Las acciones tomadas para mitigar los problemas asociados con las plantas de amina pueden agruparse en cuatro objetivos básicos:

- minimizar los contaminantes que ingresen al sistema
- remover eficientemente los contaminantes que tenga el sistema
- evitar la generación de contaminantes por parte del sistema
- optimizar la operación

**Se resume a continuación experiencias realizadas que permitieron alcanzar objetivos previstos en la performance integral del sistema.**

### Separación Primaria

Con el fin de mejorar la separación de líquidos arrastrados por el gas, los separadores de producción fueron equipados con un sistema de chicanas y demister entramados. De esta manera, en el separador de producción las gotas de tamaño máximo 150 micrones drenan en las chicanas, mientras que las mayores a 40 micrones coalescen en el demister. La exigencia de separación de estos equipos ha aumentado conjuntamente con la declinación del yacimiento debido a que el agua de saturación es mayor a bajas presiones.



La puesta en marcha de la etapa de compresión requirió el reemplazo de los elementos filtrantes coalescentes (0,3 micrones absolutos) de entrada a la torre Absorbedora, y el redimensionamiento de sus recipientes contenedores. Los compresores son del tipo alternativo, con un consumo normal de aceite de lubricación en los cilindros compresores de 12 a 18 litros por día. El modelo del elemento filtrante fue diseñado y desarrollado en base a ensayos realizados en planta. Además de aceite de lubricación, otros contaminantes involucrados son arena, hidrocarburos condensados, agua de producción conteniendo sales estables al calor, inhibidores de corrosión de pozos, de líneas de conducción, y de compresores.

La importancia de separación del agua de producción reside en la acumulación de sales en el circuito de aminas por contralavado del gas crudo en la torre Absorbedora. Valores obtenidos en condensados de agua de ingreso a la torre Absorbedora indican concentraciones de 10 mg/lit de iones cloruros, lo cual se traduce en un almacenamiento de iones cloruros en el circuito de aminas de 44 mg/lit después de 1 (un) año de operación de planta sin contar con el reclaimers en servicio.

### Absorción

Una operación óptima está en función de la capacidad de diseño de la torre Absorbedora, de los caudales de gas y líquido, de la concentración de CO<sub>2</sub> del gas de entrada, y de la concentración de amina en la solución.

La reacción de absorción del CO<sub>2</sub> en la DGA® es exotérmica. Tanto las aminas primarias (DGA® Agent), como las aminas secundarias, reaccionan con el CO<sub>2</sub> mediante el mecanismo de formación de un carbamato (ver Ecuación 1).



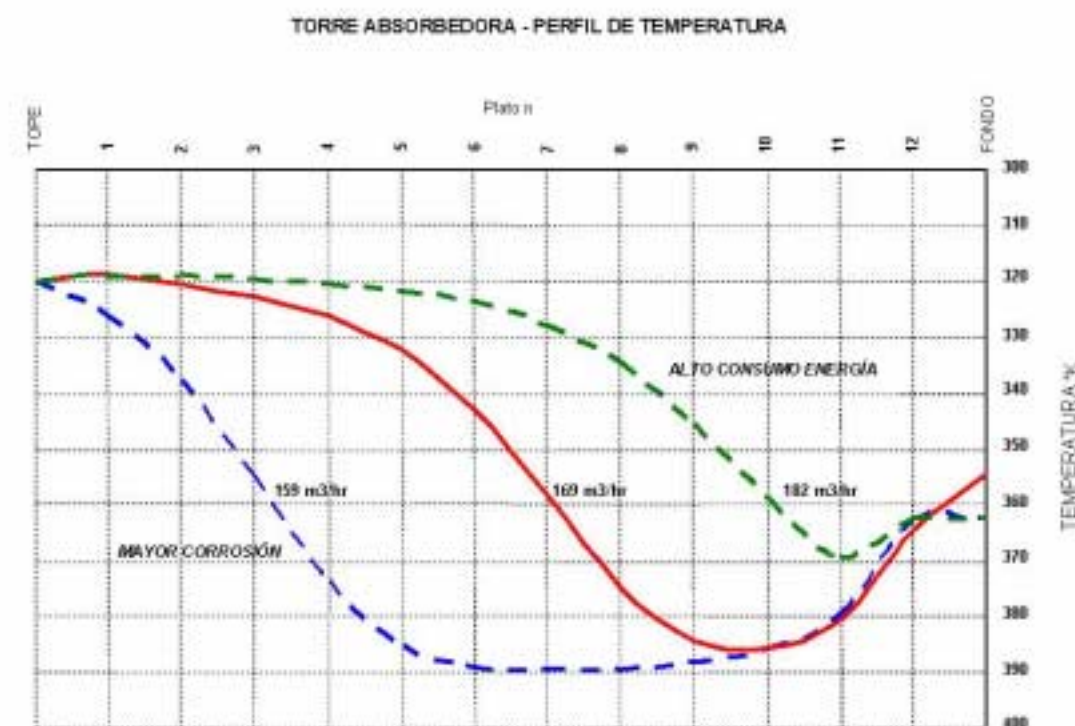
La estequiometría indica que la máxima capacidad de carga de la DGA® es 0.5 mol CO<sub>2</sub>/mol DGA®, aunque en teoría podría ser algo mayor a través de la hidrólisis del carbamato intermedio a bicarbonato.

El perfil de temperaturas es monitoreado y tendenciado mediante un sistema de adquisición de datos con transmisores colocados en distintos niveles de la torre. El perfil de temperaturas y las cargas de CO<sub>2</sub> en la amina son variables claves que sirven para evaluar el perfil correcto de trabajo, siendo los datos cotejados con valores de simulaciones reportadas por un software apropiado.

El perfil de temperaturas óptimo indica que el caudal de circulación de amina debe ser lo suficientemente alto como para que la temperatura de tope de la torre Absorbedora sea prácticamente igual a la temperatura de entrada de amina, impulsando la absorción de la mayor cantidad de CO<sub>2</sub> en los platos inferiores de la torre. De esta manera, se obtiene un perfil de temperaturas como el mostrado en la **Figura 3**, en donde se resalta el óptimo. Este perfil está en función del consumo energético por la necesidad de bombeo de cantidades importantes de líquido hacia la torre, y por la mayor exigencia de flujo calórico para regenerar la amina. A su vez, valores elevados de circulación de líquido, ocasionan problemas erosivos, comprometiendo principalmente codos, curvas, válvulas, impulsores, etc. A su vez, la tendencia a la formación de espuma aumenta en función de la turbulencia y por la generación de partículas erosivas. Una manera de evaluar el

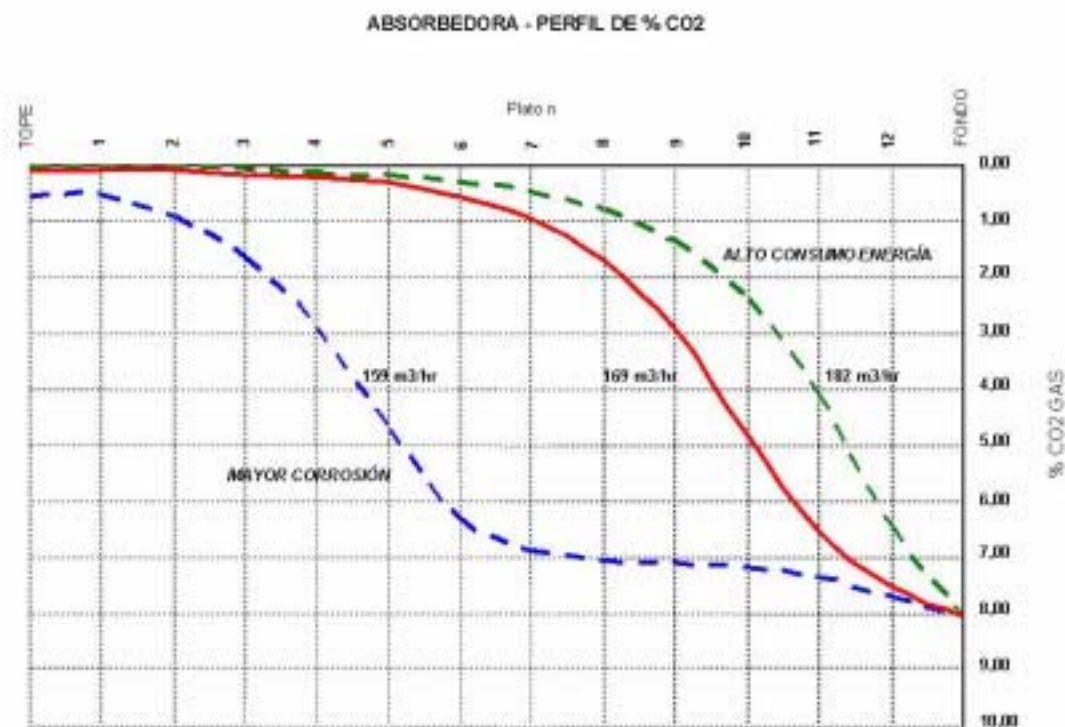
perfil de temperaturas es a través de la técnica de termografía infrarroja, la cual permite visualizar el perfil térmico de la torre reflejado en las temperaturas de carcasa, y la posición de los platos más exigidos.

**Figura 3.** Perfil Temperaturas Torre Absorbedora



En términos de procesos, un perfil inadecuado con presencia de  $\text{CO}_2$  en concentraciones relativamente altas en los platos superiores no asegura un endulzamiento total, pudiendo existir  $\text{CO}_2$  en el gas de salida de la torre Absorbedora. Además, las altas temperaturas resultantes en el gas de salida compensan negativamente con la necesidad de enfriar el gas en el proceso de ajuste de punto de rocío del gas, situado aguas abajo de la absorción. La **Figura 4** indica el perfil de concentraciones de  $\text{CO}_2$  en la torre Absorbedora.

Figura 4. Perfil de Concentraciones de CO<sub>2</sub> en Torre Absorbedora



**Carga Molar.** A valores mayores de 0.40 mol CO<sub>2</sub>/mol DGA® se incrementa exponencialmente la tasa de corrosión medida, lo cual está íntimamente ligado a problemas de espumamiento y desestabilización.

**Concentración de Amina.** Si bien las condiciones de diseño indican una concentración de amina igual a 60% peso con 0.40 mol CO<sub>2</sub>/mol DGA®, se ha determinado que es posible operar en un rango de concentraciones comprendido entre 50-65 % peso. En términos de estabilidad del proceso, concentraciones inferiores a 55% peso aumentan la tendencia al espumamiento. Además, una solución diluida implica mayor consumo energético por altos caudales de circulación y mayores cargas molares para una determinada cantidad de CO<sub>2</sub> separado. Por otra parte, a mayor concentración de amina, la corrosión medida aumenta considerablemente.

En función de los compromisos de venta de gas natural, se concluye que se consigue una operación estable, minimizando los costos totales, con una circulación de amina concentrada al 57-58 % peso, y cargas molares inferiores a 0.40 mol CO<sub>2</sub>/mol DGA®.

**Temperatura de Gas en Ingreso a Torre Absorbedora.** Si bien la temperatura de salida de los compresores depende de la relación de compresión, la temperatura de salida es regulada mediante aerofriadores. Ensayos de planta, corroborados con simulaciones de proceso, han determinado que la temperatura de entrada a la etapa de absorción debe controlarse en un valor mínimo en términos de estabilidad de la reacción DGA®-CO<sub>2</sub>, pero evitando al mismo tiempo la condensación de hidrocarburos que promueven la espuma.



## Filtrado de la Solución

La elección de los filtros de Carbón Activado y Partículas ha sido clave en el proceso de estabilización de planta. La temperatura de amina rica está en el rango 190-230°F (360-383°K), según se opere a altas cargas molares de CO<sub>2</sub>, o dependiendo también de la estación invierno o verano.

- **Filtros Partículas.** El consumo de filtros de partículas fue de mayor a menor a medida que los contaminantes que ingresaban en el circuito fueron minimizados. Por otra parte, se probaron diferentes tipos de cartuchos, evaluando las distintas performances mediante análisis de total de sólidos en suspensión y analizando en un microscopio SEM el tamaño de partículas encontrado en la solución a la salida del filtro. Los cartuchos especificados como 10 micrones absolutos y con cierta resistencia a la corrosión por alta temperatura, son los elegidos como medio filtrante del circuito. Adicionalmente, se instaló un nuevo filtro de partículas de flujo total, situado aguas arriba del lecho de carbón activado, lado amina rica. Este filtrado, de alta calidad, tiene como finalidad proteger el carbón activado de sólidos en suspensión que afectan la vida útil y eficiencia general de adsorción en los microporos.
- **Filtros Carbón Activado.** Dado que la capacidad de adsorción del carbón activado disminuye con el ascenso de temperatura, la elección del tipo de carbón fue producto de ensayos con la amina del circuito, considerando los contaminantes presentes (como hidrocarburos aromáticos) y el rango de temperaturas de trabajo. La performance del lecho de carbón (malla 8x30) se evalúa mediante los análisis cromatográficos de concentración de hidrocarburos presentes en la entrada y salida. Por otra parte, ensayos de laboratorio reportaron que en algunos casos es de extrema importancia llevar a cabo varios enjuagues con agua desmineralizada en ciertos lechos nuevos de carbón activado antes de ser habilitados. Algunos de los lechos sometidos a test liberaron iones cloruros además de finos de carbón. Los análisis para la Planta Sierra Chata indican que la concentración de iones cloruros en la solución de amina podría incrementarse en unos 70 mg/lit si el carbón no es enjuagado correctamente.

### Además de considerar el tipo de carbón activado, y a efectos de optimizar su funcionamiento, se realizaron las siguientes modificaciones:

- Instalación de trampas de líquido en la parte superior del recipiente para la eliminación de gases, asegurando un sello líquido por encima del lecho superior a 10 centímetros para evitar canalización.
  - Colocación de un skimmer para sólidos superficiales y líquidos livianos
  - Instalación de un lecho inferior de grava lavada de diámetros variables
  - Instalación de conexiones en el recipiente para posibilitar el contralavado y una eventual regeneración del lecho mediante circulación de vapor a presión.
- **Filtros Amina Pobre.** Con el fin de optimizar la remoción de contaminantes, se realizó un ensayo piloto que consistió en la instalación de un sistema de filtrado en la zona de amina pobre fría, aguas abajo de los aerofriadores, a una temperatura de 120°F (322°K). La instalación contaba con un lecho de carbón de 2 m<sup>3</sup>, un filtro de partículas conteniendo 4 cartuchos, y una bomba para recirculación de 2 m<sup>3</sup>/hr. Los resultados determinaron la importancia del filtrado en frío de la amina, estabilizando el proceso mediante la eliminación de los hidrocarburos más pesados retenidos en el lecho de carbón. A partir de estos tests, se procedió al montaje definitivo de filtros de carbón activado y partículas de flujo parcial (hasta un 50% de la circulación total). El tipo de carbón activado usado en la amina pobre tiene menor costo que el usado en la amina



rica debido a que la temperatura (relativamente baja) no requiere un lecho que cumpla con una exigencia de adsorción mayor.

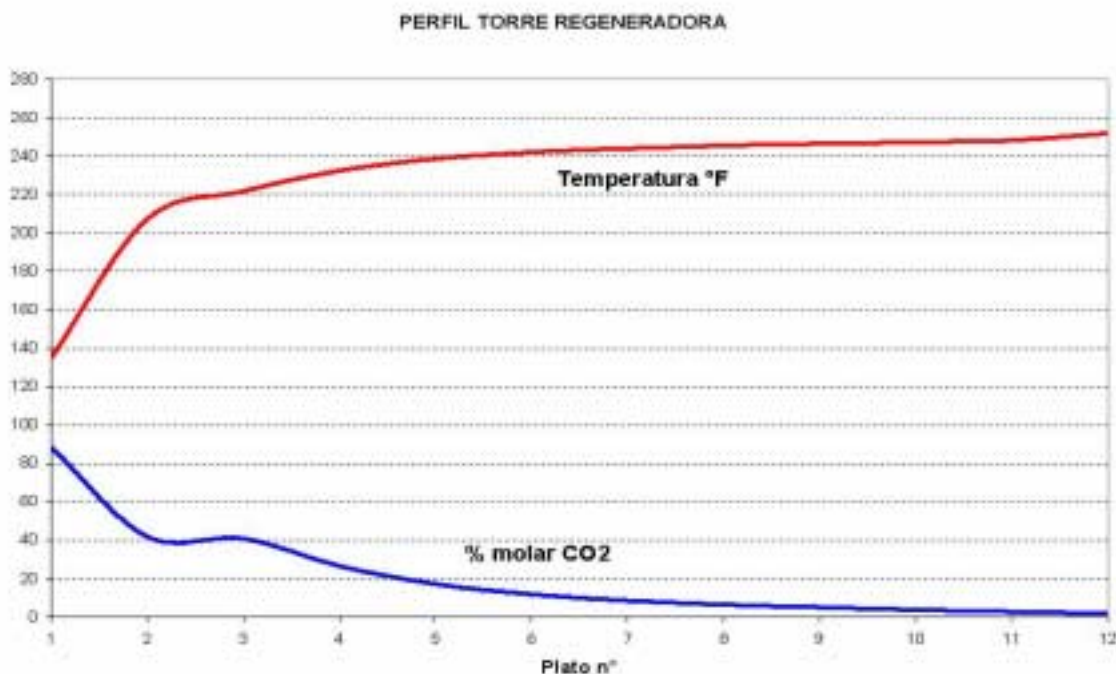
### Reclaiming

La clarificación de la amina se favorece considerablemente con la correcta operación del Reclaimer. Luego de varios estudios avalados por ensayos previos de laboratorio, se llevaron a cabo modificaciones en el Reclaimer que posibilitaron una óptima operación, consiguiendo la remoción de los contaminantes que el filtrado no puede separar, como sales disueltas y estables al calor (iones cloruros, en este caso), partículas finas, compuestos orgánicos degradados por acción del calor, y productos de la degradación de la amina (Ref. 2).

### Regeneración

La reacción de desorción (reversible a la descrita en la Ecuación 1) requiere una energía de activación relativamente alta, característica de las aminas primarias que reaccionan formando el carbamato. La energía calórica se transforma en vapor de agua que asciende, marcando un perfil térmico de acuerdo a la concentración de  $\text{CO}_2$  remanente en los platos. La instalación de transmisores de temperatura y presión en alturas intermedias de la Torre Regeneradora permitió detectar a tiempo problemas operativos y mecánicos. Un perfil ideal de una torre regeneradora conteniendo 10 etapas teóricas de contacto se muestra en la **Figura 5**.

**Figura 5.** Perfil de Regeneración Ideal





Una buena regeneración se consigue manteniendo la relación de reflujo en el rango 1.3 a 1.5. Valores superiores indican un exceso de energía de vaporización, mientras que valores menores señalan insuficiente flujo calórico para la total regeneración, pudiendo incluso significar presencia de CO<sub>2</sub> en cantidades mayores a las de diseño (máximo 0.05 mol CO<sub>2</sub>/mol DGA®) en la amina pobre, y corrosión asociada.

### **Calidad del Agua de Reposición**

Análisis sistemáticos han comprobado que el agua de reposición constituye la principal fuente de ingreso al circuito de aminas de sales estables al calor. El agua se repone en la torre Regeneradora como vapor generado en un rebullidor de agua (water boiler). La calidad del agua fue optimizada instalando dos plantas de tratamiento por ósmosis inversa y con purgados periódicos del fondo del water boiler. De esta manera, el agua que alimenta el water boiler tiene un total de sólidos disueltos menor a 2 mg/lit, mientras que concentración de iones cloruros en los vapores que ingresan a la torre Regeneradora es inferior a 1 mg/lit.

### **Importancia del Laboratorio**

El laboratorio de campo ha sido pieza fundamental en la elaboración de los planes de acción tendientes a optimizar el proceso. Con relación a la Planta de Amina, el laboratorio de campo cuenta con equipamiento y personal especializado para realizar los siguientes análisis:

- Cromatografías de gas de entrada y salida de la torre Absorbadora, venteo de tanque Flash, corriente de CO<sub>2</sub> separado.
- Cromatografías de líquidos para determinar concentraciones de hidrocarburos.
- Concentración de amina.
- Carga molar de amina pobre y rica
- Concentración de cloruros.
- Concentración de hierro.
- Total de sólidos en suspensión.
- Tendencia al espumamiento.

Estos análisis permiten pronosticar o detectar potenciales problemas. Es importante también contar periódicamente con un análisis completo de la solución de amina, hecha por algún laboratorio especializado (normalmente los proveedores de amina brindan este servicio en sus propios laboratorios). Estos análisis incluyen, además de los mencionados tests hechos en el laboratorio local, concentración de metales de transición y metales alcalinos en la solución, sales estables al calor, productos de degradación de la amina, presencia de glicoles.

### **Sistema de Adquisición de Datos**

Muchos de los problemas que se presentaron durante la puesta en marcha y primeros meses de operación fueron rápidamente solucionados luego de la instalación de un sistema de adquisición de datos. Con este sistema se consigue agilizar la operación, con proyección de tendencias de datos en tiempo real, y control de las variables con detección anticipada de problemas en tiempos mínimos.

## AMPLIACIONES DE PLANTA

Las distintas ampliaciones de planta se dividieron en 5 (cinco) fases principales de tareas. La Planta de Tratamiento pasó a procesar 4.500.000 Std m<sup>3</sup>/d de gas natural, con una capacidad de separación de CO<sub>2</sub> de 810.000 Std m<sup>3</sup>/d. Las nuevas instalaciones comprenden principalmente el montaje y puesta en marcha de los siguientes equipos y/o plantas:

- Separación Primaria. Habilitación de manifolds de campo, manifolds de entrada a planta, y nuevos separadores slug catchers según trenes de alto y bajo contenido de CO<sub>2</sub>.
- Unidades de Compresión. Compresores para media presión y compresores booster. Incluye el procesamiento de pozos por trenes de alta, media, baja y muy baja presión de acuerdo a la declinación de los pozos productores.
- Planta de Aminas 2. Nueva planta de aminas que opera en paralelo a la existente según diseño original. La capacidad de la Planta de Aminas 2 es de 270.000 Std m<sup>3</sup>/d de CO<sub>2</sub> separado.
- Revamping Planta de Aminas 1. Se cambian internos de torres de contacto y se adicionan equipos, con lo cual ambas plantas de aminas tienen igual capacidad nominal de separación de CO<sub>2</sub>.
- Sistema de Membranas. Utilizada para la remoción de 270.000 Std m<sup>3</sup>/d de CO<sub>2</sub> y especificada para pozos con alto contenido de CO<sub>2</sub>.
- Unidades LTS. Ampliación de 1.500.000 Std m<sup>3</sup>/d para ajuste de punto de rocío. Por otra parte, instalación de una unidad LTS con capacidad de 1.000.000 Std m<sup>3</sup>/d, para pretratamiento de pozos con alto contenido de CO<sub>2</sub> que procesan a través de la Unidad de Membranas.

La Figura 6 muestra el diagrama de flujo de las Plantas de Amina luego de la ampliación Fase IV.

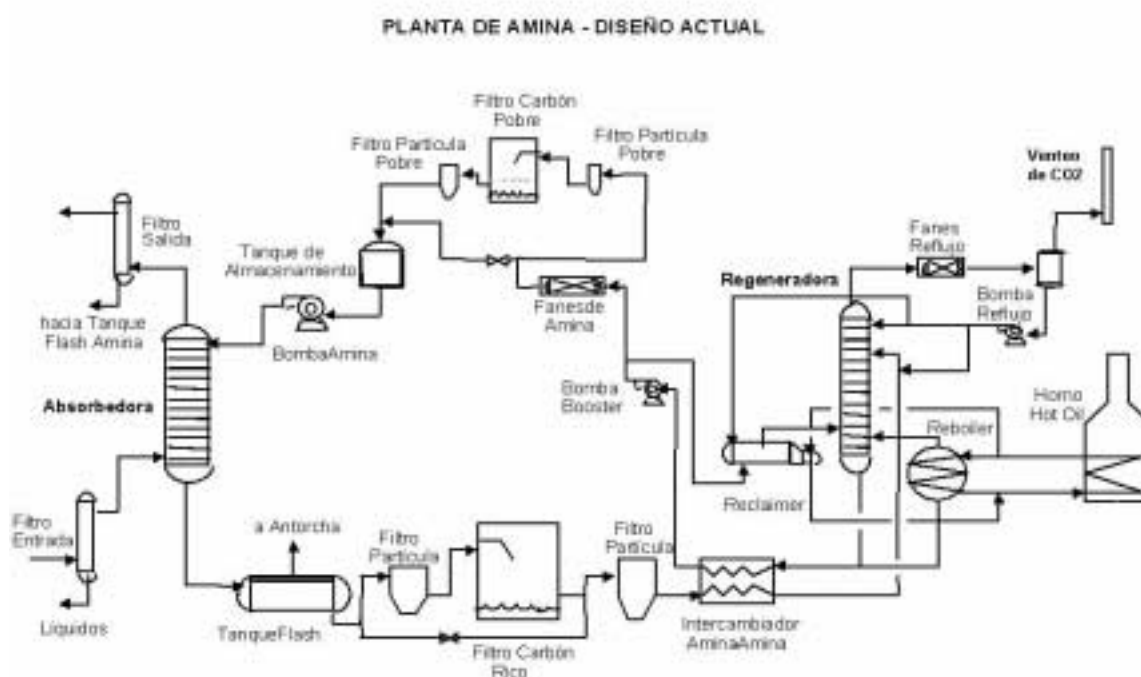


Figura 6. Diagrama actual de ambas plantas de amina



## **Planta de Aminas 2**

Las tareas de puesta en servicio de la Planta de Aminas 2 formaron parte de la ampliación Fase IV, en la que estuvo incluida la instalación de un nuevo sistema de última generación para control y adquisición de datos desde sala de control. Estas herramientas, sumada a la experiencia adquirida previamente en las anteriores puestas en servicio de equipos similares, hicieron que las tareas de habilitación de la Planta de Aminas 2 se realizaran con normalidad, sin mayores inconvenientes y en un tiempo considerablemente menor al necesario en la puesta en marcha de la Planta de Aminas 1.

El filtrado a través del lecho de carbón activado y partículas del lado amina pobre de la Planta de Aminas 2 tiene la particularidad de ser de flujo total. La habilitación de este sistema fue fundamental durante la puesta en marcha puesto que, si bien las tareas de limpieza de equipos y lavado de cañerías habían sido cumplidas, el filtrado completó la purificación y clarificación final de la solución de amina.

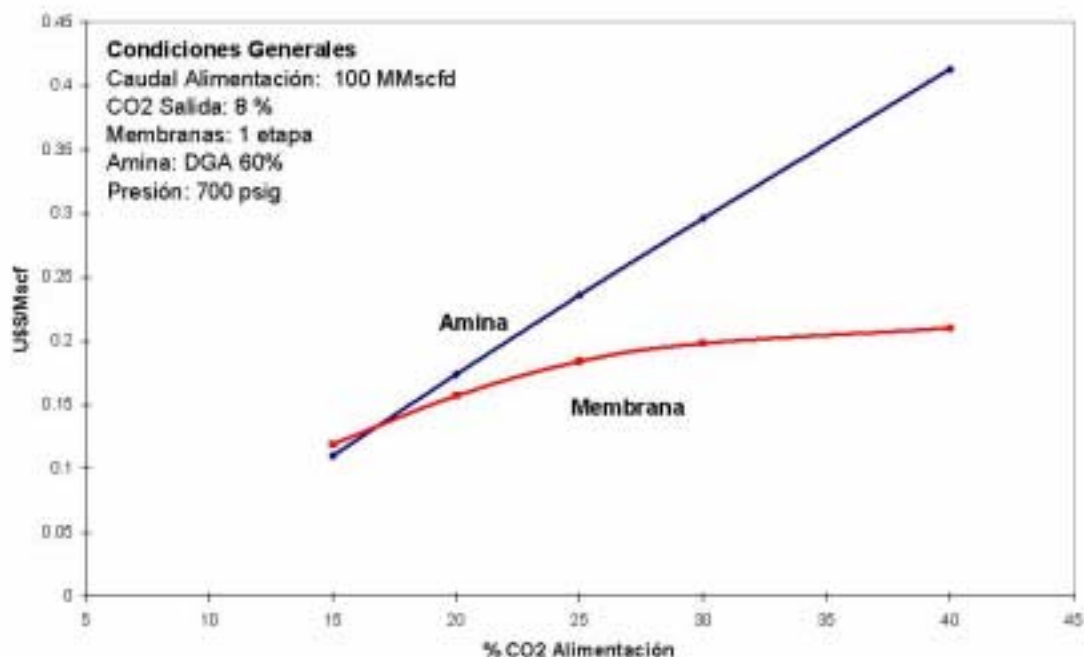
## **Sistema de Membranas**

El desarrollo en la exploración y explotación del Yacimiento Sierra Chata dio como resultado el incremento general de la concentración de  $\text{CO}_2$  promedio de los nuevos pozos perforados. El potencial y los altos valores de porcentajes molares de  $\text{CO}_2$  en algunos de estos pozos, derivó en el estudio de la forma económicamente más viable de explotación. El costo de descarbonatación varía de acuerdo al rango de concentraciones de  $\text{CO}_2$ , tanto del gas crudo como del gas tratado. El costo total comprende los gastos de la inversión y los costos operativos.

En el caso de las plantas de amina, en los gastos operativos se hace hincapié en el costo de bombeo, regeneración, reposición de amina y mantenimiento general de los equipos. El costo de regeneración se traduce en la cantidad de gas natural consumido en hornos para generar calor, mientras que el costo de bombeo tiene su equivalencia en la cantidad de energía eléctrica generada en la turbina montada in situ y que, en Sierra Chata, funciona en base a combustión de gas natural.

El sistema de membranas, en cambio, tiene como principales gastos operativos la cantidad de gas de alto poder calorífico enviado a quema, y los gastos de reposición de los elementos de membrana en el final de su vida útil. Un gráfico comparativo para ciertas condiciones de proceso se muestra en la **Figura 7**.

**Figura 7.** Costos de Procesamiento Amina versus Membranas



En los últimos años, tanto los sistemas de membrana como los de amina han experimentado grandes avances tecnológicos. Ambos sistemas han extendido el rango de operación económicamente viable, dejando un rango de concentraciones de CO<sub>2</sub> de entrada y salida para las cuales cualquiera de los sistemas puede ser una opción válida en la elección del tratamiento. Sin embargo, es bien diferenciada aún la utilidad de las membranas para remoción de grandes cantidades de CO<sub>2</sub>, desde valores de concentraciones altos a medios, mientras que las plantas de amina siguen siendo convenientes para la separación final de CO<sub>2</sub> hasta las especificaciones de venta. En Sierra Chata, el montaje corresponde a un sistema híbrido membranas-aminas (ver **Figura 8**). El Sistema de Membranas está especificado para el tratamiento de un caudal de 1.000.000 Std m<sup>3</sup>/d de gas, conteniendo 34% molar de CO<sub>2</sub> de entrada con un 8% molar de CO<sub>2</sub> para el gas de salida. El gas de salida de membranas se mezcla con el gas de los pozos de mediano contenido de CO<sub>2</sub>. Esta mezcla (con un contenido de CO<sub>2</sub> en el rango 8-12 %) es llevado hacia las plantas de amina, donde se consigue una concentración final de CO<sub>2</sub> menor a 2.5% molar.

Con respecto a la etapa de endulzamiento, la optimización del procesamiento del gas en función de las necesidades de venta y de la evolución del yacimiento, se consiguió mediante la instalación de un sistema de descarbonatación híbrido compuesto de un Sistema de Membranas como primera etapa, y (dos) Plantas de Amina que operan en paralelo como etapa final.

1. "Puesta en Marcha y Operación de un Yacimiento con Alto Contenido de CO<sub>2</sub> y Planta de Tratamiento". Jorge Bornaz, Roberto Betancur. IAPG 1995 Neuquén.
2. "Considerations for Design and Operation of a Reclaimer". C. Corsi-R.Betancur-P.Trovarelli-C.Frey. Laurance Reid Gas Conditioning Conference, Oklahoma, USA, 2002.



## **BIBLIOGRAFÍA**

- “Optimización, Ampliación y Operación de Planta de Tratamiento de Amina en Yacimiento Sierra Chata”. J. Bornaz-R. Betancur-C. Labadie-P. Trovarelli. IAPG 1997 Río Grande, Tierra del Fuego.
- “Alkanolamines: Operation Issues and Design Considerations”. David Street, Huntsman Corporation.
- “Equilibrium Data for the H<sub>2</sub>S-CO<sub>2</sub>-Diglycolamine® Agent Water System” J.Dingman, J Jackson, T. Moore, J. Branson. GPA 1983.
- Plant Design and Economics for Chemical Engineers. Max Peters, Klaus Timmerhaus, fourth edition, McGraw-Hill.
- Gas Conditioning and Processing. John M. Campbell, Vol 1, 2 y 4.